



Servicios de consultoría:

“Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte”

Contrato #9020966

DOCUMENTO No. AN-C-1265-3

Producto 3 – Informe final

Versión 2



Bogotá D.C., mayo 2022

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

TABLA DE CONTENIDO

1	CONTEXTO.....	8
2	MARCO NORMATIVO	10
3	DEFINICIÓN DE CRITERIOS Y METODOLOGÍA	11
3.1	ATRIBUTOS GENERALES DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN	11
4	PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD.....	12
4.1	INFORMACIÓN REQUERIDA POR PARTE DE UPME	13
4.2	ETAPAS DEL ANÁLISIS PARA DISPONER LA INFORMACIÓN PARA EL MACC13	
5	MODELO MATEMÁTICO DEL SOFTWARE MACC	20
5.1	ACLARACIONES Y CORRECCIONES AL MODELO MACC DEL INFORME ANTERIOR.	20
5.2	DETERMINAR CAPACIDAD DE CONEXIÓN POR NODO.....	24
5.3	DETERMINAR CAPACIDAD DE CONEXIÓN CONJUNTA (CAPACIDAD POR ZONA).....	26
5.4	DETERMINACIÓN CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN/IMPORTACIÓN	26
5.5	VALORACION DE LOS BENEFICIOS	27
5.6	FACTORES DE PONDERACIÓN - W	30
5.6.1	Valoración de los beneficios de orden económico.....	31
5.6.2	Estimación de los beneficios técnicos.....	38
5.6.3	Beneficios temporales - Estado de los trámites ambientales	44
5.7	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO MACC:.....	46
6	MANUAL DE USO DEL MODELO.....	48
6.1	MÓDULO DE CÁLCULO DE BENEFICIOS	48
6.1.1	Formulario	48
6.1.2	Factores, listas y límites	50
6.1.3	Cálculo de Beneficios	50
6.1.4	Resultados	51

LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1 Ponderadores propuestos	30
Tabla 5-2 Indicadores de Toneladas de CO2 por Combustible	32
Tabla 5-3 Factor de planta por tecnología fuente UPME	36
Tabla 5-4 Estimación ENFICC por tecnología	39
Tabla 5-5 Factor Flex propuesto	43
Tabla 5-6 Criterios ambientales y puntajes otorgados	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 4-1 Procedimiento de asignación general	12
Figura 4-2 Etapas de análisis y calificación de criterios	14
Figura 4-3 Análisis Ronda 1 – Grupo 1	16
Figura 4-4 Análisis Ronda 2 – Grupo 2	17
Figura 4-5 Resumen formación de las filas de asignación	18
Figura 4-6 Flujograma para validación eléctrica	18
Figura 5-1 Diagrama de flujo del cálculo de la capacidad por nodo	25
Figura 5-2 Intercambio de energía entre áreas	27
Figura 5-3 Beneficios económicos propuestos	29
Figura 5-4 Relación precios de oferta con el precio de bolsa – septiembre 2021	35
Figura 5-5 Tipos de flexibilidad	40
Figura 5-6 Variación en las reservas de AGC – entrada FNCER	41
Figura 5-7 Grafica de Et	46
Figura 6-1 Hoja de entrada de datos	48
Figura 6-2 Parámetros económicos	51
Figura 6-3 Resultados	51

LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento fueron entregadas a las siguientes personas:

PERSONA	CARGO	COPIAS
María Alexandra Planas	División de energía - BID	1
Javier Martínez Gil	Subdirector de Energía Eléctrica - UPME	1
Álvaro Mejía	División de energía - BID	1

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de Revisión	Sección Modificada	Fecha de Modificación	Observaciones
Versión original			
versión 1	Todo el documento	Marzo 30 de 2022	Se atiende comentarios de la UPME
versión 2	Todo el documento	Mayo 24 de 2022	Se atiende comentarios del os agentes después de socialización

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Actividad: Informe Final						
Título del documento: Informe Final						
Documento N°: AN-C-1265-03						
Número de revisión		0	1	1		
Elaboró	Nombre	Oscar Carreño	Oscar Carreño	Oscar Carreño		
	Área	Optimización	Optimización	Optimización		
	Nombre	Juan Guzmán	Juan Guzmán	Andrés Insuasty		
	Área	Redes	Redes	Redes		
	Nombre	Andrés Insuasty	Andrés Insuasty	Adriana Contreras		
	Área	Redes	Redes	Regulación		
	Nombre	Adriana Contreras	Adriana Contreras	Arcenio Torres		
	Área	Regulación	Regulación	Dirección		
	Nombre	Arcenio Torres	Arcenio Torres			
	Fecha	25-02-2022	25-02-2022	20-05-2022		
Aprobó:	Nombre	Arcenio Torres	Arcenio Torres	Arcenio Torres		
	Firma					
	Fecha	25-02-2022	25-02-2022	24-05-2022		
Control calidad de	Nombre	Arcenio Torres	Arcenio Torres	Arcenio Torres		
	Fecha	25-02-2022	25-02-2022	24-05- 2022		

ACRONIMOS Y ABREVIACIONES

CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas Natural
DNP	Departamento Nacional de Planeación
MACC	Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión
MinAmbiente	Ministerio del Medio Ambiente
MinEnergía	Ministerio de Minas y Energía
OR	Operador de Red
Proyecto clase 1	Proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
VU	Ventanilla Única: Herramienta digital mediante la cual se prestan, de forma centralizada, los servicios asociados con la asignación de capacidad de transporte del SIN. Consta de un sitio web y de un sistema de información cuyas características las determinará la UPME con base en lo previsto en esta resolución.

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

1 CONTEXTO

La necesidad de la UPME por el desarrollo de un modelo de optimización para asignación de capacidad de transporte está enmarcada en la Resolución 40311 de 2020, expedida por el Ministerio de Minas y Energía que considera que *actualmente los agentes solicitan a la UPME acceso a capacidad de transporte a las redes de interconexión sin que los proyectos de generación respectivos cuenten necesariamente con una viabilidad real de conexión al SIN, impidiendo que otros proyectos que sí cuentan con dicha viabilidad entren al sistema, lo que afecta, en consecuencia, las necesidades de la demanda al evitar la entrada de capacidad de generación necesaria.*

Por lo anterior el Ministerio identificó la necesidad de establecer lineamientos y criterios generales para la asignación de capacidad de transporte de energía eléctrica. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de la Resolución CREG 233 de 2020, presentó a consideración de los agentes los elementos para que se garantice el cumplimiento de los siguientes objetivos:

1. Cumplir con las necesidades de expansión de la generación del SIN, de forma que se prioricen las conexiones de proyectos que tienen obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado.
2. Hacer uso adecuado y eficiente de la disponibilidad de las redes de transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
3. Frente al incumplimiento de los compromisos adquiridos, liberar la capacidad de transporte de energía no utilizada.
4. Hacer eficientes, efectivos y unificados los procesos, procedimientos y actividades asociadas a la asignación de la capacidad de transporte a las redes del Sistema Interconectado Nacional.

Dentro de los lineamientos más importantes y que son relevantes como marco de este proyecto están los criterios de priorización que se pueden resumir así:

- Proyectos que maximicen el uso de los recursos disponibles en el país
- Proyectos que tengan compromisos con el sistema otorgados a través de mecanismos de mercado
- Proyectos que garanticen la prestación del servicio al menor costo económico.

Así mismo, mediante Resolución CREG 075 de 2021 del 16 de junio de 2021, se fijaron las nuevas disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional - SIN. En esta Resolución se define un nuevo esquema para la presentación de solicitudes de conexión, (creación de la ventanilla única), los estudios e información a presentar (estudio de conexión bajo los lineamientos que defina la UPME y estudio de disponibilidad física), y proceso de asignación de capacidad de transporte (período de entrega de estudios, análisis y asignación mediante procedimiento de priorización).

Mediante cooperación técnica entre el BID y la UPME, se contrató la “**Consultoría para la elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte**” con el consorcio RIGHTSIDE-GERS-USAENE.

Como objetivos específicos del estudio se plantearon:

- Establecer un modelo que permita identificar todas las combinaciones viables dentro de un universo de proyectos de generación, dada una capacidad determinada de transporte de energía eléctrica.
- Diseñar un esquema de priorización de proyectos de generación a conectar, que contemple las variables relevantes para la operación del sistema cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por la regulación de la Comisión de Regulación y Energía y Gas.

En este informe se presenta la propuesta de criterios, procedimiento de análisis y priorización en la asignación de capacidad de conexión, que integrarán el diseño y funcionamiento del Modelo de Asignación de Capacidad - MACC, como una herramienta de apoyo a la Unidad de Planeación Minero-Energética en la aplicación del nuevo procedimiento de asignación de capacidad definido por la Resolución CREG 075 de 2021, en concordancia la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40311 de 2020

2 MARCO NORMATIVO

Como se ha mencionado el Ministerio de Minas y Energía expidió la política pública para la asignación eficiente de capacidad de conexión ante el creciente interés de promotores de proyectos de generación de desarrollar proyectos de generación, en su gran mayoría con fuentes renovables de energía, a través de la resolución 40311 de 2020

En desarrollo de esta política la CREG y la UPME han expedido resoluciones que establecen el nuevo procedimiento para el trámite de presentación, estudio y asignación de la capacidad de conexión en el SIN. Las principales normas expedidas y que hacen parte del marco de la siguiente propuesta de procedimiento son:

- Resolución CREG 075 de 2021
- Resolución CREG 107 de 2021
- Resolución CREG 212 de 2021
- Resolución UPME 528 de 2021

3 DEFINICIÓN DE CRITERIOS Y METODOLOGÍA

De la revisión del marco regulatorio y de experiencias internacionales adelantada en entregables anteriores, así como, de las discusiones adelantadas en reuniones de trabajo con el equipo de profesionales de la UPME se desarrolla una propuesta de criterios a ser evaluados, el procedimiento de análisis y metodología de priorización de los proyectos.

3.1 ATRIBUTOS GENERALES DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Por la complejidad del problema de optimización a resolver, se estima que sea un problema combinatorio de complejidad NP-hard, del tipo 2^n donde n es el número de proyectos a analizar. Esto genera un reto adicional para el problema a resolver. Dada la condición esperada de la complejidad del modelo, es preciso tener en cuenta los siguientes atributos generales para el modelo de optimización:

- **Simplicidad.** Este atributo permitirá elegir entre diferentes modelos, el que sea más simple. Esto considera la posibilidad de en algún momento contrastar la precisión del modelo con la simplicidad de la solución. Este atributo debe permitir que el algoritmo usado sea entendido por los diferentes agentes del sector eléctrico.
- **Trazabilidad:** El modelo debe permitir una trazabilidad desde el momento de ingresar los datos de entrada, hasta la solución entregada.
- **Reproducibilidad:** La solución debe permitir ser reproducida con los mismos resultados en diferentes computadoras. Se deben definir los parámetros que deben ser ajustados tanto de la máquina como del algoritmo de optimización. Este atributo debe incluir adicionalmente, los criterios de desempate que permitan de una forma clara y sencilla, decidir el orden de prioridad de los proyectos.
- **Eficiencia:** El modelo debe garantizar tiempos de ejecución que permitan cumplir con las actividades de la UPME.

4 PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

Dada la complejidad numérica de los cálculos y procesos que se podrían generar al tratar de desarrollar un procedimiento para optimizar la asignación de capacidad según el número total de solicitudes de conexión que se presenten. Se propone realizar un procedimiento de asignación de capacidad por etapas, como se mostrará más adelante.

Una vez la UPME ha dado su concepto de completitud de información de una solicitud de conexión y se define la fecha de radicación oficial se procede a su clasificación por área eléctrica de análisis y fila preliminar (fila 1 o fila 2) según su declaración en la ventanilla única - VU. Posteriormente se procede a la identificación y calificación de los beneficios del proyecto, para los criterios que se presentan más adelante, y así obtener la calificación individual de los proyectos.

Esta información será la base de cálculo para la aplicación del modelo de asignación de capacidad - MACC que se encargará de identificar la combinación de proyectos que al asignarse entregarían el mayor beneficio para el sistema interconectado en su conjunto.

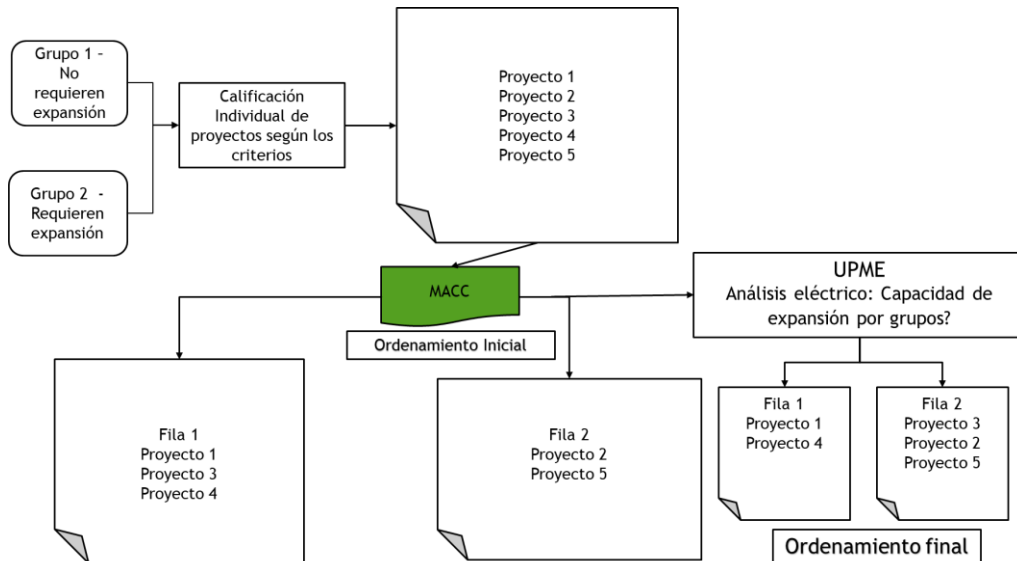


Figura 4-1 Procedimiento de asignación general

Una vez el MACC entrega la combinación óptima, la UPME adelantará la validación de la viabilidad de esta solución a través de los respectivos análisis eléctricos, generando el ordenamiento factible tanto de los proyectos de la fila 1 como la fila 2.

En el caso que durante la etapa de validación técnica de la combinación resultante se encuentre no viable, según los análisis eléctricos, la UPME definirá el criterio con el cual

garantizará una solución factible bien sea modificando las variables de restricciones o límites del programa de optimización o sacando los proyectos de menor calificación.

4.1 INFORMACIÓN REQUERIDA POR PARTE DE UPME

La propuesta busca evaluar y comparar los aportes de los proyectos que solicitan asignación de capacidad, en esta medida se requiere una base común de información que debe ser suministrada por la UPME:

- Base de datos de la infraestructura existente y plan de expansión base para la simulación durante el periodo de tiempo que señala la UPME para los estudios que se presenten dentro de la ventana definida en la resolución CREG 075 aquella que la modifique, (en condiciones normales, será entre enero y marzo de cada año).
- Por otro lado, se requiere definir las áreas de análisis eléctricos en los que se puedan agrupar las solicitudes de conexión: pueden ser las áreas operativas del SIN o subáreas, que permitan simplificar y dividir los análisis.
- De manera similar es necesario que la UPME defina las condiciones de la simulación para los análisis: por ejemplo, los despachos críticos por cada área operativa
- Proyección de demanda del SIN que se deben utilizar en los análisis de conexión por los agentes.
- Información de la Capacidad Máxima por Barra disponible (MW).
- Límites de intercambio entre áreas o subáreas operativas. Pueden ser límites de importación o exportación. (MW)
- Límites de cortocircuito en barras. (kA)
- Límites entre grupos de elementos que comparten una restricción. (zonas eléctricas) (MW)
- Tablas de referencia que se utilizarán para los cálculos de beneficios: los factores de uso, factor ENFICC, base para las valoraciones de los beneficios

4.2 ETAPAS DEL ANÁLISIS PARA DISPONER LA INFORMACIÓN PARA EL MACC

A continuación, se presentan las etapas de análisis planteadas:

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

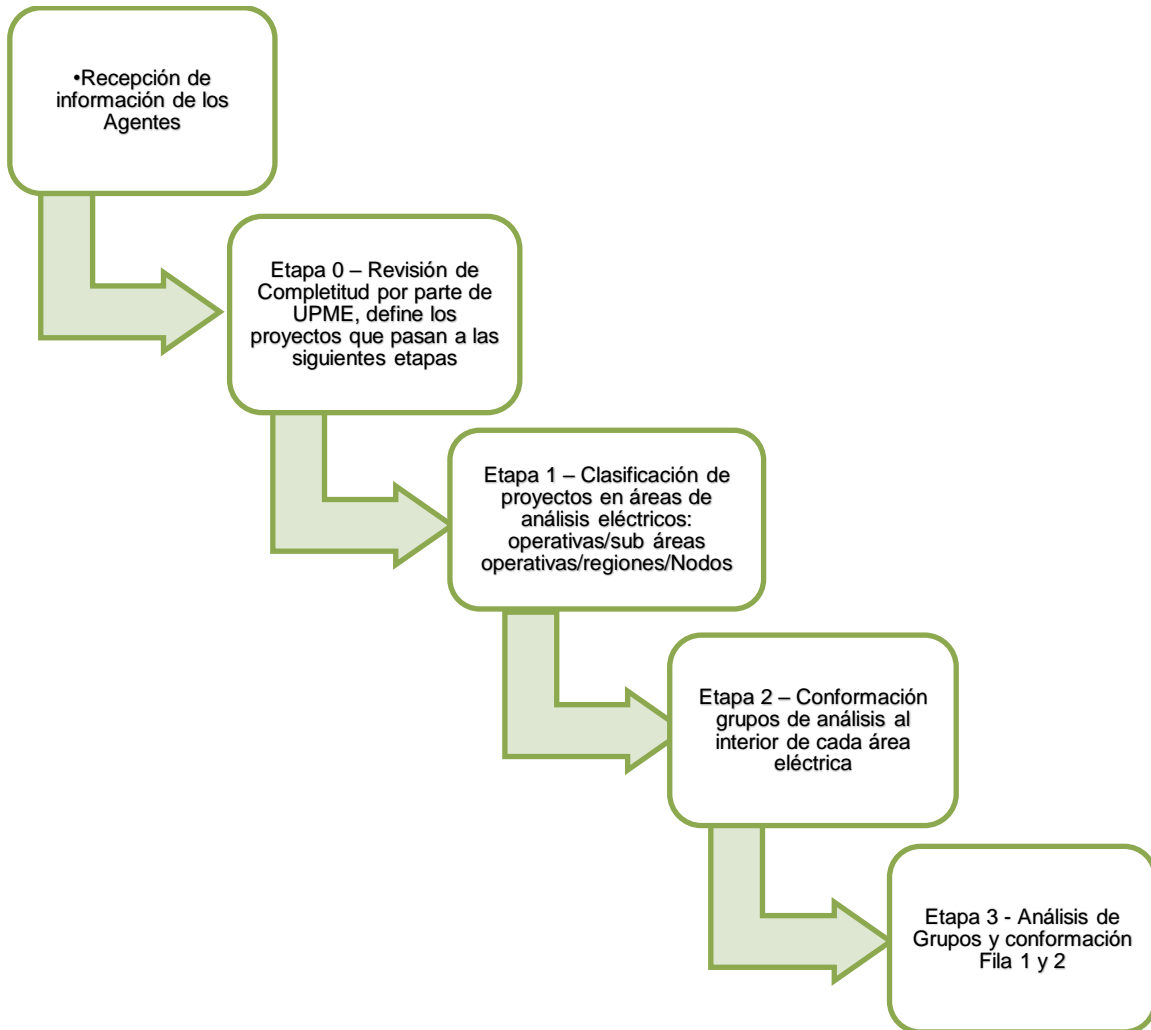


Figura 4-2 Etapas de análisis y calificación de criterios

Recepción de solicitudes y estudios. El procedimiento inicia con la recepción de la información de solicitudes de conexión siguiendo lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021 y para lo cual la UPME dispondrá de la ventanilla única o algún mecanismo alternativo que ella fije.

Como resultado al cierre del periodo habilitado para la recepción de las solicitudes y documentación del estudio de conexión y estudio de disponibilidad de espacio físico, se contará con la información del total de proyectos presentados, capacidad, solicitudes por áreas, etc.

Etapas 0 - Revisión de completitud. Esta labor estará a cargo de la UPME y consiste en la revisión de la totalidad de la información solicitada, de acuerdo con lo señalado en las resoluciones CREG 075 y 528 de la UPME en la que se fije la información que se debe entregar, el procedimiento y las características de esta.

En el caso que la UPME identifique que falta alguna información, podrá por una única vez solicitar al agente respectivo completar la información solicitada y así poder verificar que la misma esta completa y puede pasar a la etapa de análisis.

Si no se logra la completitud, la UPME se abstendrá de incluir el proyecto en la fase de análisis y enviará para conocimiento del promotor y representante de la planta nota de la no procedencia del proceso de asignación por no cumplir lo exigido en materia de completitud de la información.

Etapas 1- Clasificación por áreas operativas. Teniendo en cuenta que los proyectos tienen su principal impacto sobre el punto de conexión y sus áreas cercanas, se considera razonable dividir los análisis en áreas predefinidas por la UPME. En ese sentido una vez determinados los proyectos que presentaron la información de manera completa se propone la clasificación de estos por áreas operativas.

En la actualidad la UPME realiza sus análisis de planeamiento y de revisión de los estudios de conexión utilizando áreas de análisis cuya metodología de definición ya tiene establecidas y que se podría ajustar y volver información pública que se utiliza por los desarrolladores de los proyectos en sus estudios respectivos.

La siguiente etapa se realiza para cada área de análisis y los proyectos que pertenecen a esta área.

Etapas 2- Clasificación del grupo de los análisis de priorización. Si bien se podría considerar que todos los proyectos que presentan solicitud de conexión bajo este nuevo modelo de asignación tienen el mismo nivel para la comparación, el MME y la CREG han señalado que los proyectos que tienen compromisos adquiridos con el mercado eléctrico deben ser priorizados en la asignación de capacidad por cuanto ya tienen un aporte esperado a la confiabilidad y/o aumento de la participación de generación con FNCER.

En ese sentido se propone la conformación para cada área de análisis de un grupo 1 de proyectos con todos aquellos que certifiquen compromisos con el sistema eléctrico. El segundo grupo deben estar todos los proyectos que estando en esta misma área no tienen compromisos con el mercado.

Etapas 3 – Análisis de cada grupo y conformación de las filas 1 y 2 de asignación. La propuesta de análisis arranca con los análisis de los proyectos del grupo 1, como se presenta en el siguiente diagrama

Ronda 1 – Grupo 1

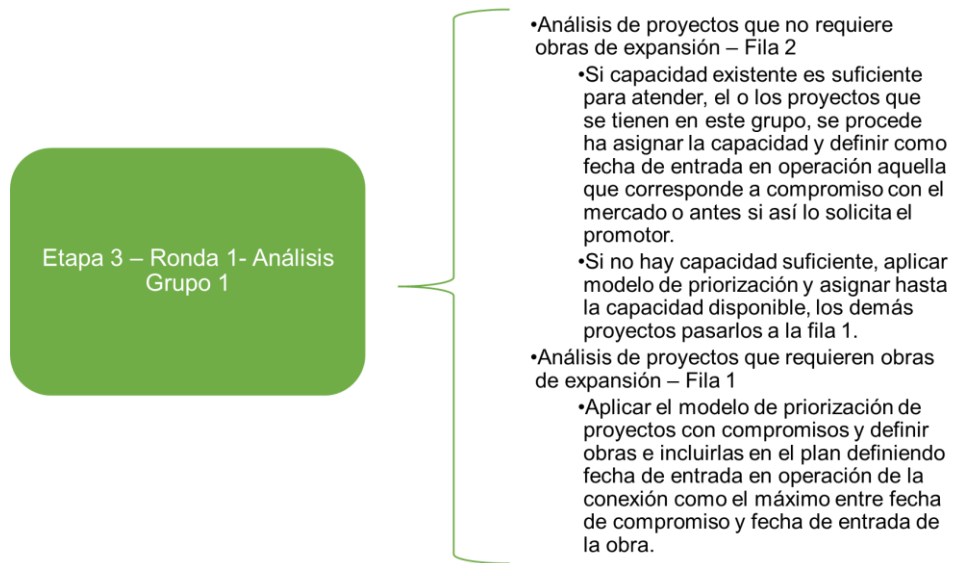


Figura 4-3 Análisis Ronda 1 – Grupo 1

Inicialmente se analizan los proyectos con compromisos y que no necesiten expansiones para su conexión, según el estudio de conexión presentado. Allí se revisa si la capacidad disponible en la barra y en el área es suficiente para atender este grupo de proyectos. De ser así se asignan los proyectos a la fila 2 según el orden de presentación de los proyectos o en el orden que resulte del modelo de evaluación de optimización – MACC aplicado a este grupo de proyectos.

En el caso que la capacidad no sea suficiente, se propone pasar por el proceso de optimización de la capacidad - MACC y asignar el orden que resulta de este proceso hasta la capacidad disponible. Estos proyectos van en ese orden a la fila 2, con fecha de entrada de la conexión el mínimo entre la fecha de asignación del compromiso y la fecha de entrada solicitada por promotor del proyecto.

Los demás proyectos que aun teniendo obligaciones y en sus estudios no necesitan expansiones deben pasar al comienzo de la fila 1 y ser sujetos de análisis adicionales para que la UPME defina las expansiones necesarias, así como y la fecha de entrada de estas expansiones y proceda a asignar la capacidad según los resultados del proceso de optimización - MACC para el total de los proyectos que forman la fila 1. La asignación de la capacidad estará sujeta a la realización y entrada de las expansiones definidas y la fecha de entrada será la fecha más lejana entre la fecha del compromiso con el mercado y la entrada de la obra de expansión necesaria.

Ronda 2- Grupo 2

Finalizado el análisis del grupo 1 se debe adelantar el análisis del grupo dos (2) para lo cual se debe tener en cuenta las asignaciones realizadas en el grupo 1 tanto para la fila 1 como para la fila 2, es decir, proyectos y obras necesarias para este grupo 1.

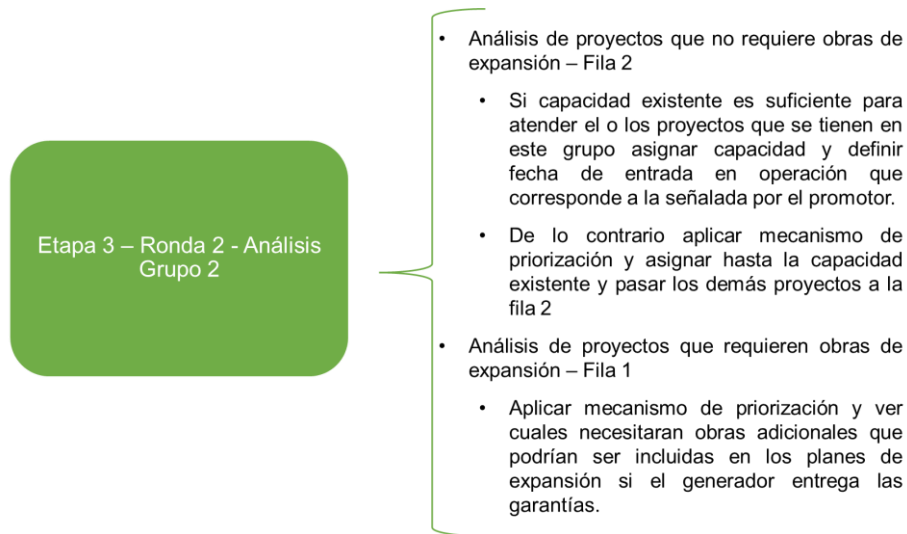


Figura 4-4 Análisis Ronda 2 – Grupo 2

En la ronda 2 de los análisis se procede de manera similar ahora para el grupo dos (2) a lo adelantado para el grupo 1. Es decir, se valida de la fila 2 si se pueden asignar en su totalidad o si se requiere optimizar la asignación en el sentido de priorizar los proyectos que se pueden asignar mediante el MACC y formar parte de la fila 2 y los que no deben pasar a la fila 1 y surtir el proceso de optimización de este grupo.

Al final del ejercicio se tendrá la conformación de las filas 1 y 2 de priorización de proyectos por áreas.



Figura 4-5 Resumen formación de las filas de asignación

Validación eléctrica de los proyectos asignados por el MACC

Como se explicará en el siguiente capítulo, el modelo MACC no modela la red eléctrica de forma completa. Se aproximan las restricciones eléctricas de manera lineal con modelos de capacidad de barra, capacidad de zonas eléctricas, capacidad de cortocircuito y capacidad de intercambios entre áreas operativas. Es necesario validar que las soluciones que entrega el MACC cumplen los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad que determine la reglamentación actual. Estas validaciones se hacen con herramientas de flujos de carga como el software Power Factory.

Una vez analizada la solución entregada por el MACC, la UPME puede ajustar los parámetros de entrada del modelo y volverlo a ejecutar hasta obtener una solución factible desde el punto de vista eléctrico. En el siguiente diagrama se muestra este proceso iterativo:

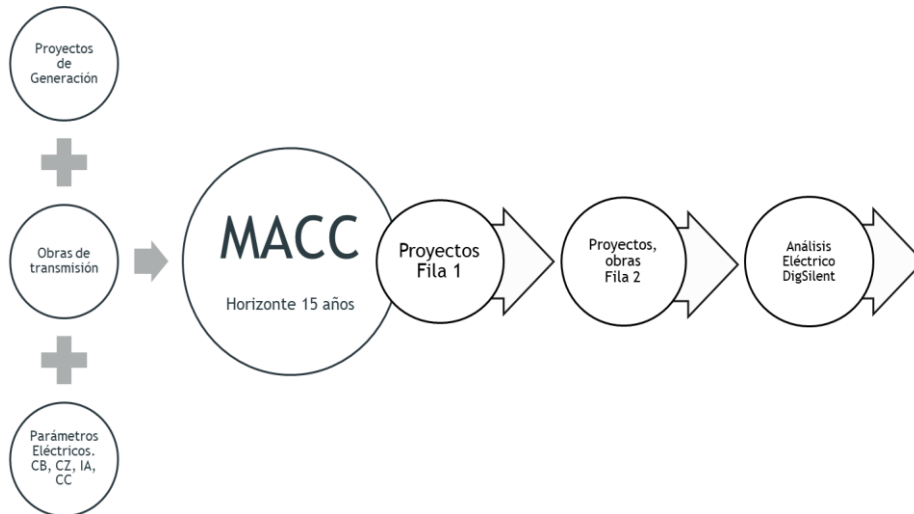


Figura 4-6 Flujo para validación eléctrica

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

Como se mencionó anteriormente la idea es que, por facilidad en los análisis eléctricos, los proyectos se dividan en áreas operativas.

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

5 MODELO MATEMÁTICO DEL SOFTWARE MACC

En este capítulo se describe la formulación matemática del software MACC. Este modelo es el encargado de encontrar la asignación óptima de los proyectos de generación que solicitan conexión. Además de proyectos de generación, el modelo MACC está en capacidad de decidir si es óptimo construir una obra de transmisión para viabilizar la conexión de proyectos de generación.

El modelo de optimización propuesto responde a los objetivos planteados de asignar de forma óptima la capacidad de conexión disponible del sistema. El MACC será ejecutado de forma secuencial año a año en un horizonte de hasta 15 años, de acuerdo con lo señalado en la resolución CREG 075 de 2021. Los proyectos asignados en cada año serán tenidos en cuenta para el año siguiente como proyectos fijos y también se incluirán los proyectos que no fueron asignados en la lista de proyectos para el año siguiente.

5.1 ACLARACIONES Y CORRECCIONES AL MODELO MACC DEL INFORME ANTERIOR.

- Inicialmente se propuso un modelo con diferentes perfiles de demanda. En el modelo definitivo se decidió eliminar esta condición y trabajar sin perfiles de demanda. La demanda será tomada en cuenta por la UPME en los análisis eléctricos para determinar los casos más críticos.
- La versión actual del modelo incluye la posibilidad de modelar obras de transmisión. Es posible entonces asociar obras y condicionar los proyectos de conexión a las obras. Normalmente esto sucede para la optimización de la fila 1.
- En un documento aparte se entregará un manual de usuario e instalación del MACC.
- La formulación se presenta como una optimización en todo el horizonte de tiempo. El usuario puede elegir ejecutar el modelo por periodos de tiempo desacoplados.
- La siguiente formulación es la definitiva y reemplaza la formulación presentada en el informe anterior.

Notación del modelo:

C	Conjunto de criterios
P	Conjunto de proyectos que solicitan conexión
O	Conjunto de obras de transmisión

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

T	Conjunto de periodos. Para la entrega del modelo a la UPME los periodos corresponden a años.
A	Conjunto de áreas operativas
W_c	Ponderadores de los criterios. Valor entre 0 y 1
$BENEFICIO_{p,c}$	Beneficio calculado para cada proyecto p del criterio c (millones de pesos COP)
$binariaP_{p,t}$	Variable binaria que toma el valor de 1 cuando al proyecto p se le asigna capacidad de conexión.
$binariaO_o$	Variable binaria que toma el valor de 1 cuando la obra o es construida para viabilizar la entrada de otros proyectos. (fila 2)
$Intercambio_{a,t}$	Variable libre que representa el intercambio de un área operativa
$COSTO_o$	Costo de la Obra o (millones de pesos COP)
$CAP_PROYECTO_p$	Capacidad solicitada del proyecto que solicita conexión (MW)
$APORTE_CORTO_p$	Aporte de cortocircuito del proyecto p (kA)
$LIMITE_IMP_{a,t}$	Es el límite de importación del área operativa a (MW)
$LIMITE_EXP_{a,t}$	Es el límite de exportación del área operativa a (MW)
$CAP_BARRA_{b,t}$	Capacidad máxima calculada para la barra b (MW)
$CAP_ZONA_{z,t}$	Capacidad máxima de un conjunto de barras del sistema (zona) (MW)
$CAP_CORTO_EXC_{b,t}$	Capacidad de cortocircuito excedente de la barra (kA)
$GEN_AREA_{a,t}$	Escenario de generación para el área operativa (MW)
$DEM_AREA_{a,t}$	Escenario de demanda para el área operativa (MW)
$jb1$ y $jb2$	Estos subíndices representan las diferentes posibilidades que tiene un proyecto para conectarse en dos puntos diferentes. Solo uno de ellos puede salir asignado.

FUNCIÓN OBJETIVO

$$\max \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} W_c \cdot BENEFICIO_{c,p,t} \cdot binariaP_{p,t} - \sum_{o \in O} COSTO_o \cdot binariaO_o$$

La función objetivo representa el beneficio total que obtiene el sistema por la conexión de los nuevos proyectos, menos los costos asociados a las obras de expansión que son necesarias para viabilizar la conexión. Durante la ejecución de la Fila 2, el MACC no tiene en cuenta el término de obras de expansión ya que por definición en esta fila se tienen en cuenta solo los proyectos que no requieren obras. Para la Fila 1, se tiene en cuenta la función objetivo completa.

RESTRICCIONES DEL MODELO MATEMÁTICO

sujeto a:

RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE BARRAS

$$\sum_{p \text{ conectado a } b} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_BARRA_{b,t} \quad \forall_{b,t}$$

Esta restricción controla que la capacidad de las barras no sea excedida al conectar los proyectos. El término del lado derecho está afectado por un factor de sensibilidad que puede ser utilizado por el usuario para calibrar esta capacidad. Por defecto el factor es 1. También esta capacidad puede ser afectada por una obra de expansión. El usuario puede relacionar una obra con un aumento de la capacidad de la barra.

RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

$$\sum_{p \text{ influencia a } b} APORTE_CORTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_CORTO_EXC_{b,t} \quad \forall_{b,t}$$

Esta restricción controla que la capacidad de cortocircuito de las barras no sea excedida al conectar los proyectos de generación, tanto los conectados a la misma barra como los proyectos cercanos (zona de influencia).

RESTRICCIÓN DE ZONAS ELÉCTRICAS

$$\sum_{p \text{ conectado a barra de la zona } z} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_ZONA_{z,t} \quad \forall_{z,t}$$

Esta restricción controla que la capacidad de una zona eléctrica no sea excedida al conectar los proyectos de expansión. El lado derecho de la ecuación puede afectarse por un factor de sensibilidad y también, puede alterarse con la construcción de una obra de expansión. Estas zonas eléctricas son usadas para controlar problemas eléctricos internos de las áreas operativas definidas por la UPME.

RESTRICCIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS

$$\sum_{p \text{ conectado a area } a} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} + Intercambio_{a,t} = DEM_AREA_{a,t} - GEN_AREA_{a,t} \quad \forall_{a,t}$$

Esta restricción controla que el intercambio en MW de un área operativa no supere los límites establecidos para importar o exportar. La variable del intercambio es una variable libre lo que significa que puede tomar valores positivos o negativos. Como notación se define un intercambio positivo cuando un área operativa está importando energía. Los límites de importación y exportación son definidos por el usuario y pueden ser modificados al incluir obras de expansión.

RESTRICCIÓN PARA CONTROLAR PROYECTOS CON VARIOS PUNTOS DE CONEXIÓN

$$\text{binaria}P_{jb1} \leq 1 - \text{binaria}P_{jb2} \quad \forall_j$$

Con esta restricción se controla que cuando un proyecto tiene asociados varios puntos de conexión, solo uno de ellos será asignado.

$$\text{binaria}P_{p,t}, \text{binaria}O_o \in [0,1]$$

El modelo propuesto encontrará la combinación de proyectos que maximice el valor de la función objetivo. En otras palabras, el modelo asignará la mayor capacidad de conexión posible cumpliendo con las restricciones eléctricas.

Los ponderadores W y los beneficios de cada criterio son definidos con la metodología presentada en el siguiente capítulo de este informe.

CRITERIOS DE DESEMPATE

El MACC definirá la mejora alternativa de proyectos que maximice la función objetivo. En caso de que se presenten proyectos con la misma capacidad, la misma tecnología y conectados a la misma barra, estos tendrán el mismo beneficio para la función objetivo. Si se llega a activar alguna restricción eléctrica para conectar estos proyectos y no es posible conectarlos todos, se realizará un procedimiento posterior a la optimización que garantice que la asignación de los proyectos se haga en orden ascendente de la fecha y hora de radicación de la solicitud de conexión en la ventanilla única de la UPME.

5.2 DETERMINAR CAPACIDAD DE CONEXIÓN POR NODO

Como parte fundamental del modelo MACC, presentado en la sección anterior, se debe calcular la capacidad por barra, para cada una de las barras del sistema. En tal sentido, a continuación, se presenta la metodología propuesta por esta consultoría para tal fin. Cabe resaltar que esta es una metodología sugerida, la UPME podrá determinar un procedimiento distinto para obtener dicha capacidad.

Es de resaltar que el cálculo de las capacidades por barra se realiza de manera individual; es decir, se analiza una a una las barras del sistema, asumiendo que las demás no reciben ninguna inyección de potencia nueva. En la figura 5.1 se ilustra el procedimiento.

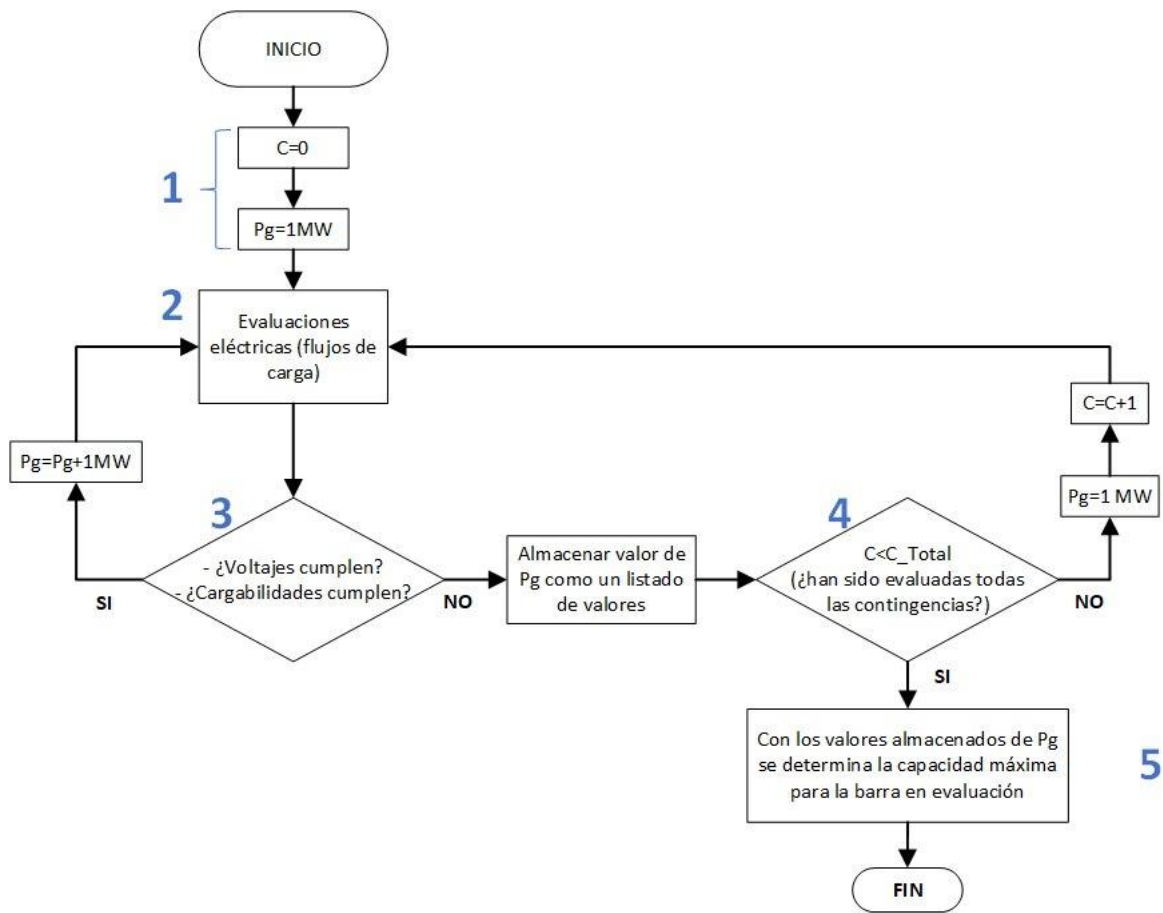


Figura 5-1 Diagrama de flujo del cálculo de la capacidad por nodo

Paso 1: Se inicializa la metodología con la contingencia 0 ($C=0$), es decir la Condición Normal de Operación (CNO) y con una planta de generación de prueba (variable) de 1 MW ($P_g=1\text{MW}$).

Paso 2: Con las condiciones indicadas en el **Paso 1**, se procede a realizar un flujo de carga AC, con el fin de establecer las cargabilidades en líneas y transformadores, así como las tensiones en barras del área de influencia de la barra que se está evaluando.

Paso 3: Se verifica si las cargabilidades (líneas y transformadores) y las tensiones (barras) cumplen con sus límites operativos permitidos. En caso de SI cumplir se procede a aumentar la potencia de la generación de prueba con el fin de continuar revisando si es

posible inyectar más generación en la barra bajo análisis. En caso de **NO** cumplir se procede al **Paso 4**.

Paso 4: Se verifica si ya se han evaluado todas las contingencias requeridas (las cuales se deberían establecer de manera previa a la aplicación de la metodología). En caso de SI haberse evaluado todas las contingencias se procede a evaluar la nueva inyección de potencia que soporta la barra. En caso de **NO** haberse evaluado todas las contingencias se procede a continuar hasta completar la evaluación de todas estas, para así determinar la capacidad que admite la barra.

La capacidad de la barra será entonces la máxima posible que no genere restricciones de tensión o cargabilidad.

5.3 DETERMINAR CAPACIDAD DE CONEXIÓN CONJUNTA (CAPACIDAD POR ZONA)

Adicionalmente a la capacidad por barra, el modelo MACC toma como parámetro de entrada la capacidad por zona. En tal sentido, se define zona como un conjunto de barras relacionadas entre sí, la UPME deberá definir las zonas eléctricas para realizar esta evaluación.

Se define como la capacidad por zona al máximo de las capacidades por barra del conjunto de barras que conforman dicha zona, es decir:

$$C_{Zn} = \max(C_{B1}, C_{B2}, \dots, C_{Bn})$$

Donde:

C_{Zn} : Capacidad de la zona n

C_{Bn} : Capacidad de la barra n

5.4 DETERMINACIÓN CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN/IMPORTACIÓN

Como una restricción adicional del modelo MACC se introduce una restricción de intercambio de potencia entre áreas. De acuerdo con las condiciones de la red una zona o área puede exportar o importar potencia.

En la Figura 5-2 se ilustra el intercambio de potencia entre dos zonas, la zona A y zona B. Si la generación de la zona A es mayor que su demanda, esta zona exportará potencia hacia la zona B. Ahora, Si la generación de la Zona A es menor que su demanda, esta zona

importará potencia desde la zona B. Finalmente, si la generación de la zona A es igual que su demanda, esta zona no importará ni exportará potencia.

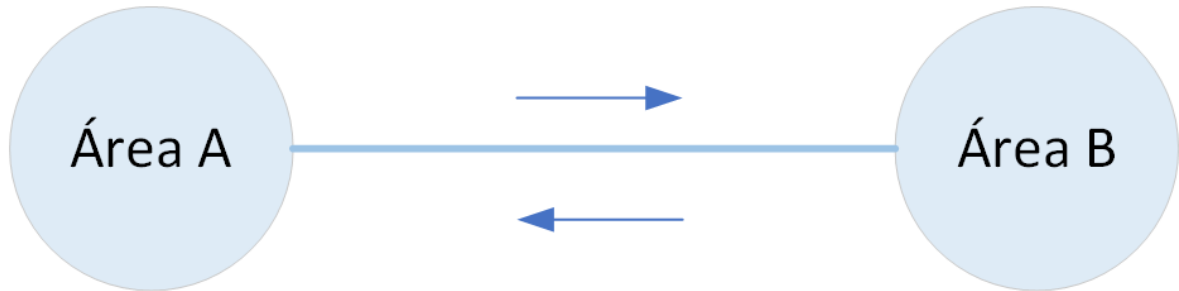


Figura 5-2 Intercambio de energía entre áreas

Adicionalmente, la cantidad de potencia que puede exportar o importar una zona, estará limitada por la capacidad del o los elementos que la interconectan con las demás áreas y por aspectos relacionados con la estabilidad del sistema.

5.5 VALORACION DE LOS BENEFICIOS

La valoración de los beneficios que cada proyecto aporta de manera individual busca fundamentarse en la monetización de estos. Para ello la metodología construida se basa en lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 que define las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional para proyectos clase 1, donde establece además los criterios mínimos para la asignación de capacidad de transporte, así como en la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, los cuales se resumen a continuación:

- *La asignación de la capacidad de transporte podrá realizarse a través de criterios económicos y competitivos.*
- *La UPME podrá priorizar, entre otros, los proyectos de generación que maximicen el uso de los recursos disponibles en el país, y aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que hayan sido asignados con compromisos con el Sistema a través de los mecanismos de mercado y los proyectos que, conforme al principio de eficiencia establecido en el artículo 6o de la Ley 143 de 1994, garanticen la prestación del servicio al menor costo económico.*
- *Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrán en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.*
- *Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.*

- La UPME podrá, si considera necesario, incluir criterios de priorización adicionales

Adicionalmente, y en aras de obtener un proceso sólido, dicha valoración económica de los beneficios incrementales responde a los siguientes principios:

- Transparencia, lo que implica que la forma como se estima es clara e involucra variables de acceso público
- Individualidad, es decir que es estimada para cada proyecto sin incluir en su valoración los efectos que podría tener otro proyecto de las mismas características o que confluya en un mismo punto de conexión

De acuerdo con lo establecido, la evaluación o cuantificación de los beneficios por kW instalado de manera general equivale a:

$$\frac{\text{Beneficios}}{kW_{inst}} = \frac{(\text{Valor Total Beneficios} - \text{Costos Activos Uso})}{kW_{inst}} - \frac{\text{Perdida Beneficio TA}}{kW_{inst}}$$

En donde:

Valor Total Beneficios: es la suma de la cuantificación económica de los beneficios del proyecto estimados mediante la metodología propuesta. Es importante mencionar que cada uno de los beneficios a incluir tiene asociado un peso en porcentaje sobre la valoración total (W) de los beneficios, entendiendo que algunos de estos beneficios son más relevantes para el SIN.

Costo de los activos de uso: entendidos como los costos de conexión que debe asumir la demanda por la conexión del proyecto, que será entregado por el promotor como parte del estudio de conexión.

En caso de que el proyecto presente solicitud de conexión como un proyecto que no requiera expansión entonces no tendrá costos asociados a la expansión. Sin embargo, en caso de que luego de los análisis de la UPME se determine que, si requiere expansión, la UPME asignará el costo específico de la expansión requerida para la conexión de este a través de los parámetros de entrada del MACC.

kW instalado: capacidad del proyecto declarada al momento de la solicitud

Perdida Beneficio TA: valor asociado al estado de los trámites ambientales al momento de realizar la solicitud establecido como una pérdida de beneficio que está monetizada

Los beneficios económicos propuestos por cuantificar se encuentran divididos en tres categorías:

Económicos	Técnicos	Temporales
<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de emisiones • Restricciones • Efecto en las pérdidas • Efecto en precio de bolsa 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento confiabilidad • Mejora en la Flexibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de los tramites ambientales

Figura 5-3 Beneficios económicos propuestos

Con base en lo anterior, se plantea la fórmula general de la estimación de beneficio de cada proyecto de manera individual con la siguiente ecuación:

$$\frac{BT\$}{kW} = \left(W1 * \frac{BRes - C}{kW} + W2 * \frac{BPB - C}{kW} + W3 * \frac{BPerd - C}{kW} + W4 * \frac{BConf - C}{kW} + W5 * \frac{BFlex - C}{kW} + W6 * \frac{BEm - C}{kW} \right) - WA * \frac{BPBTA}{kW}$$

Donde:

BT: Beneficios totales del proyecto n

kW: Capacidad a instalar

Wn: peso asociado a cada uno de los beneficios que permitirá la calibración de la estimación de acuerdo con los lineamientos de política que se consideren más relevantes.

C: costo de activos de uso

BRes: beneficio por restricciones, que podrá ser negativo o positivo de acuerdo con el aporte o la reducción de las restricciones operativas del área en la que se ubica el proyecto y su tecnología. Aplica en aquellas áreas donde hay restricciones.

BPB: beneficio por mejora en la competitividad del mercado, visto a través del efecto en el precio de bolsa.

BPerd: es el beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía, y podrá ser negativo en la medida en que las pérdidas del sistema aumenten por la implementación del proyecto.

BConf: corresponde a la monetización del beneficio por aumento en la confiabilidad del sistema con la entrada del proyecto.

BFlex: beneficio económico calculado por la flexibilidad al sistema que le aporta el proyecto según su tecnología.

BEmi: beneficio estimado en dinero por evitar producción de emisiones de CO2

WA: peso asociado a la pérdida del beneficio por estado de los tramites ambientales

PBTA: es la estimación de la pérdida del beneficio por el estado actual de los tramites ambientales monetizada.

Es de notar que los factores de peso W_n asociados a cada beneficio suman 100%, lo que hace que tanto el costo de activos de uso como la capacidad a instalar no se estén teniendo en cuenta de manera absoluta en cada factor de la ecuación, sino están tenidas en cuenta en la proporción asociada al factor de peso.

5.6 FACTORES DE PONDERACIÓN - W

Estos ponderadores permiten a la UPME ajustar el proceso de evaluación de acuerdo con la política pública en materia de que se espera de composición y características del sistema eléctrico en el país.

El ponderador en la función objetivo, medirá el peso relativo que este criterio tienen en la función objetivo bajo el siguiente modelo de asignación:

- La suma de los ponderadores económicos y técnicos es 100% entendiendo que de esta manera se calibran aquellos beneficios que se consideren relevantes en determinado momento desde la política de expansión del país.
- La ponderación del criterio temporal WA, específicamente del estado de trámites ambientales se propone medir como un porcentaje de descuento de los beneficios calculados desde lo técnico y lo económico. Se entiende entonces que si el proyecto cuenta con la licencia ambiental no hay descuento alguno de beneficios y si no hay ningún avance en materia ambiental el descuento corresponde al porcentaje de ponderación que se asigne y que para los efectos de los primeros análisis se estima en 10%.

En ese sentido los ponderadores propuestos son:

Tabla 5-1 Ponderadores propuestos

Criterio	Peso sugerido W
Reducción de restricciones	20%
Reducción de Pérdidas	20%
Efecto en precio de bolsa	20%
Reducción de emisiones	20%

Aumento de la confiabilidad	10%
Aumento de la flexibilidad	10%
Total (económicos + técnicos)	100%
Ambiental – Estado de los tramites	10%

Como se puede observar, se propone de manera inicial que el mayor peso se asigne de manera equitativa en los cuatro beneficios económicos que se están proponiendo, mientras que los beneficios técnicos tienen asignado un menor peso. Lo anterior entendiendo que la valoración de los beneficios económicos es preponderante frente a los beneficios técnicos, tal como se puede deducir del marco dado por la regulación.

5.6.1 Valoración de los beneficios de orden económico

Dentro de este grupo de beneficios se han incluido aquellos que tienen asociada una variable económica propia del mercado que se podría ver afectada de manera directa por la entrada del proyecto en análisis y que se venían utilizando en los estudios de conexión para validar que los beneficios de la entrada de un proyecto fueran mayores que los costos de las obras de expansión necesarias para su conexión.

Los beneficios se calculan como el VPN medido desde la FPO¹ hasta el periodo de evaluación de la UPME en el proceso de asignación de capacidad. La tasa de descuento que se propone es del 12%.

5.6.1.1 Beneficios por emisiones evitadas de CO2

El sector eléctrico, dentro del marco de la hoja de ruta para ser carbono neutro en 2050, está apostándole a la implementación del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático como un instrumento a través del cual se evalúa la incorporación de estrategias de mitigación de CO2 y de adaptación al cambio climático en la planeación sectorial.

Con base en dicha iniciativa se propone la inclusión de una valoración económica asociada a la emisión de CO2. Para ello se valorará las emisiones que evitarán las tecnologías limpias frente a las emisiones actuales del sistema.

¹ La aplicación de una FPO diferente a la solicitada por el promotor/interesado, es únicamente para efectos de la evaluación del modelo y puede darse para el caso de obras de expansión planeadas por la UPME.

El factor de emisiones en TonCO2/MWh es una variable que viene estimando XM. Para este caso se propone usar el valor del año 2021 que para el sistema fue de 0.126 TonCO2eq/MWh² de acuerdo con estimación de XM.

Año	Emisiones GEI (tonCO2eq)	Generación Real* (MWh)	Factor Emisión** (tonCO2eq/MWh)
2021	9,404,220.4	74,412,969.8	0.126378

Fuente: <https://www.xm.com.co/noticias/4591-factor-emision-matriz-energetica-2021>

Para el año 2020 se estima un factor de emisiones de 0.226 TonCO2eq/MWh como el promedio de los valores horarios presentados en el archivo de XM llamado "factor_EmisionCO2_(TonMWh)_2020"³. Con el objeto de tomar una referencia nacional que sea típica y vigente, se propone usar el menor valor anual de este factor para los dos años previos al año de análisis de la UPME.

La propuesta es estimar el diferencial entre el factor de emisiones del sistema y el factor de emisiones por tecnología.

Es así como se proponen como referencia los valores de Toneladas CO2/MWh por tipo de combustible que estimó el Grupo Red Eléctrica de España para el año 2020:

Tabla 5-2 Indicadores de Toneladas de CO2 por Combustible⁴

Combustible	Emisiones de Toneladas CO2/MWh
Carbón	0.95
Gas natural	0.37

² <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

³

<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx?RootFolder=%2Foferta%2FHistoricos%2FEmisionesCO2&FolderCTID=0x012000B3FC86CB37661147B52CAE93637C1249&View=%7B946210C0%2D4071%2D4173%2D964C%2DED5BCCE4E66C%7D>

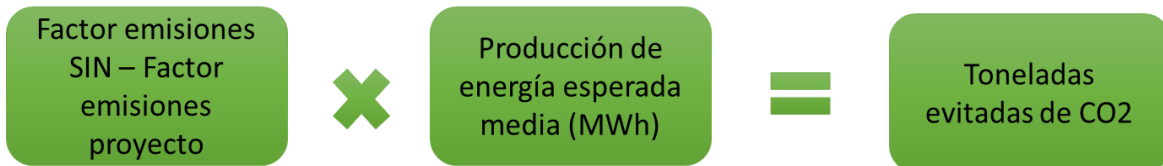
⁴ https://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_05_21_REE_Metodolog%C3%ADa_emisiones_CO2_generaci%C3%B3n_electricidad_Espa%C3%B1a.pdf

Combustible	Emisiones de Toneladas CO2/MWh
Diesel	0.77
Tecnologías limpias ⁵	0
Hidráulica	0

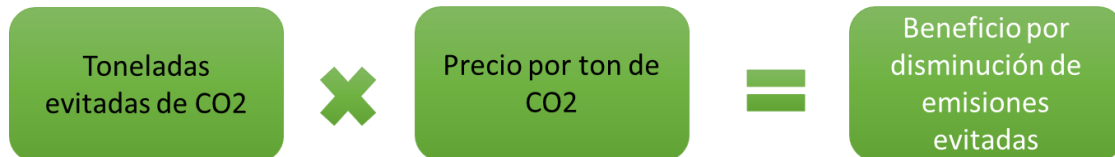
La UPME podrá actualizarlos con alguna referencia distinta que considere mayores eficiencias.

Los pasos para la estimación del costo son:

a. Se estiman las toneladas evitadas como:



b. Se valora el costo:



Se propone usar como referencia del precio por tonelada (Price EUR/Ton) los valores del mercado de la Unión Europea promedio del año inmediatamente anterior (enero – diciembre) al año de análisis de la UPME y aplicando la tasa de cambio de EUR a pesos del último día del mismo año. Se propone esta referencia ya que la EU tiene un mercado ya desarrollado de transacción de CO2 ([Carbon Price Viewer - Ember \(ember-climate.org\)](http://Carbon Price Viewer - Ember (ember-climate.org))).

La estimación del costo sería entonces:

⁵ Se refiere a las FNCER

$$Bemi = VPN \left[\sum_{k=0}^n * (EMA) * (FactorSistema - FactorProyecto) * Cprice \right]$$

Donde:

EMA⁶: Energía Media Anual estimada como:

$$EMA_n = Capacidad (kW) * 8760 * Factor de Planta$$

FactorSistema: Factor de emisiones en TonCo2/MWh del sistema colombiano estimado por XM para el año inmediatamente anterior al periodo de análisis

FactorProyecto: TonCo2/MWh asociado al tipo de combustible principal que usa el proyecto y asociado a la tabla propuesta de valores típicos

Cprice: valor del CO2 en la Unión Europea

Factor de planta: valor publicado por UPME como referencia para la valoración de los beneficios en los proyectos.

5.6.1.2 Beneficio por restricciones

La Resolución CREG 035 de 1999, plantea que las restricciones se deben a limitaciones que se presentan en la operación, que tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas.

Las restricciones eléctricas se deben a limitaciones en los equipos del STN, o de activos de conexión al STN, o de los STR y/o SDL, o de las interconexiones internacionales.

Las restricciones operativas se deben a exigencias que requiere el sistema eléctrico para garantizar la seguridad de las áreas operativas y a los criterios de calidad y confiabilidad, básicamente.

En la medida en que no se instale nueva infraestructura para cubrirlas, se utilizan los recursos de generación ubicados en las áreas eléctricas donde se presenta la restricción.

⁶ La EMA se estimara con base en la metodología para estimarla propuesta en este documento.

Si dichos recursos de generación no salen en el programa de despacho por mérito, se requieren y entonces son despachados para cubrir la restricción. Lo anterior es llamado reconciliación positiva.

El beneficio que se busca monetizar se enfoca en establecer el aporte que tendrá el proyecto en análisis en caso de requerirse para cubrir una restricción en caso de solicitar capacidad en un área que presenta restricciones. Es decir, es el beneficio asociado al tipo de tecnología que podría tener el proyecto en caso de que en el área de conexión exista una restricción actualmente. En ese sentido este beneficio se calculará en los casos en los que se identifica una restricción operativa en el área en la que se encuentra el proyecto. Para ello la UPME debe incluir el valor de “1” en la interfase de Excel para el área donde se presente restricción y “0” para el área en que esto no ocurra⁷.

Para la estimación económica de este beneficio, se construyó un indicador (FactorR) que mide la distancia en porcentaje que existe entre el precio de bolsa medio del mes de diciembre del año inmediatamente anterior al año de inicio de la asignación de capacidad por parte de UPME y los precios de oferta medios por tecnología que publica XM en el informe mensual de análisis del mercado de ese mismo mes de referencia. A continuación, se muestra a manera de ejemplo el análisis realizado para el mes de septiembre de 2021:

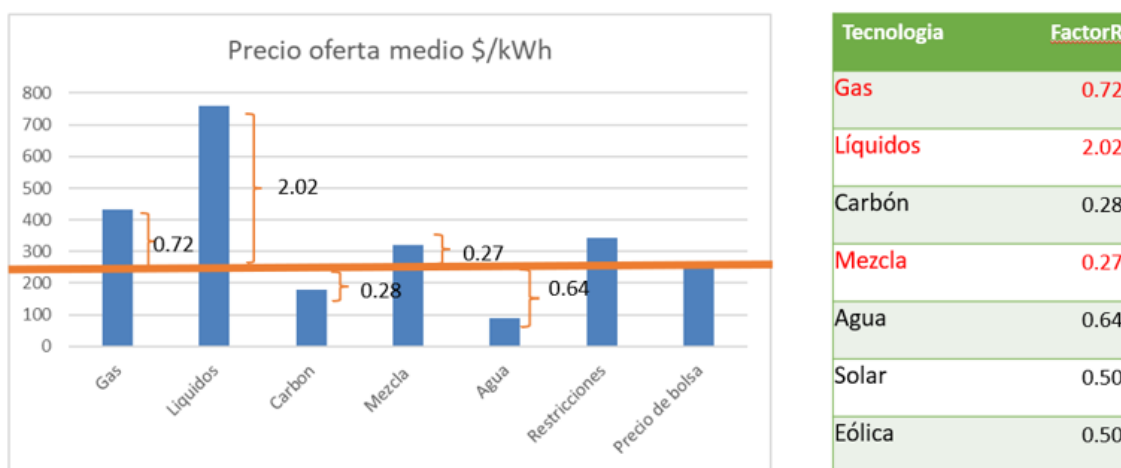


Figura 5-4 Relación precios de oferta con el precio de bolsa – septiembre 2021⁸
Fuente: elaboración propia

⁷ El indicador de 0/1 debe ser incluido en la hoja “Tablas” en la tabla cuyo título es “Área Eléctrica”

⁸ Mezcla: son tecnologías que usan dos combustibles para la operación

La ecuación para estimar las distancias entre el precio de oferta medio por tecnología y el precio de bolsa promedio de ese mismo mes:

$$FactorR = \frac{PrecioOferta - PrecioBolsa}{PrecioBolsa}$$

De acuerdo con lo estimado, con base en datos reales y públicos, se observa que las tecnologías en color rojo en la tabla hubiesen podido llegar a encarecer el valor de las reconciliaciones positivas de haberse requerido para cubrir una restricción, lo que en términos de la estimación de beneficios será un beneficio negativo. Y caso contrario, las tecnologías en color negro hubiesen contribuido a disminuir las reconciliaciones en caso hipotético de hacerse requerido.

Vale la pena mencionar que para el caso de las tecnologías solar y eólica no se cuenta con información de precio de oferta aun en el SIN por lo tanto se revisaron análisis hechos en países como España para estimar ese valor del índice propuesto.

Se propone entonces usar estas distancias porcentuales por tecnología para la monetización de ese posible beneficio, así:

$$BeneficioRestricciones = VPN(EMA * Pbolsa * FactorR)$$

Donde:

EMA: Energía Media Anual estimada como:

$$EMA_n = Capacidad (kW) * 8760 * Factor de Planta$$

Donde el factor de planta de referencia está dado por tecnología y será publicado por la UPME. En la actualidad la entidad ha utilizado como referentes los siguientes valores:

Tabla 5-3 Factor de planta por tecnología fuente UPME

Tecnología	Factor de planta
Solar FV	0,26
Eólico Onshore	0,57
Eólico Offshore	0.57
Biomasa y Residuos	0.70
Geotérmica	0.80
PCH	0.54
Térmica - Ciclo abierto	0.85

Tecnología	Factor de planta
Térmica - Ciclo combinado	0.85
Térmica a vapor	0.85
Térmica – diésel	0.85
Hidráulica	0.60
Cogeneración	0.85

PBolsa: valor promedio del precio de bolsa del mes usado para el análisis

FactorR: Factor estimado con base en la metodología de distancia porcentual con respecto al precio de bolsa

5.6.1.3 Reducción por precio de bolsa

El valor por reducción de los precios de bolsa debe ser suministrados como parte del estudio de conexión que el agente promotor del proyecto entrega a la UPME. Es el valor presente neto en pesos colombianos. El cual debe ser calculado y presentando para los primeros 15 años contados a partir de la FPO estimada.

El beneficio por reducción de precio de bolsa se estima como:

$$BPB = VPN(\text{ReduccionCostoMarginal})$$

Donde:

ReduccionCostoMarginal: se obtiene del estudio de conexión

Para el cálculo de este beneficio existen dos metodologías que pueden ser aplicadas por los agentes al momento de estimar el impacto que tendrá el proyecto en el costo marginal del sistema para ser incluido en el análisis de costo/beneficios de los estudios de conexión.

La primera es mediante el uso de software que simulen el despacho hidrotérmico y la segunda metodología es la presentada en la Resolución CREG 007 de 2005.

Se propone a la UPME la unificación de la metodología a ser aplicada por los agentes de manera que no se presenten distorsiones en la estimación de este beneficio.

5.6.1.4 Beneficio por reducción de pérdidas

Los estudios de conexión deben entregar el efecto en las pérdidas del sistema que tiene el proyecto en energía anual (GWh/a). Para ello el agente realiza la estimación del valor de

las pérdidas de energía sin proyecto y le resta las pérdidas de energía con proyecto, entregando entonces a la UPME en el estudio de conexión, un valor único entendido como la diferencia entre los dos parámetros mencionados.

La estimación entonces de este beneficio será:

$$BPerd = VPN(\Delta EnergiaPerdidas(GWh) * PB)$$

Donde:

DeltaEnergiaPerdidas: valor presente del ahorro o aumento de pérdida de energía anuales desde la fecha de FPO hasta el periodo de análisis, valores que se deben obtener del estudio de conexión

PBolsa: Precio de bolsa promedio del año inmediatamente anterior al periodo de análisis de la UPME.

5.6.2 Estimación de los beneficios técnicos

Los beneficios técnicos son aquellos que se miden sobre parámetros que afectan la operación del mercado y que están enfocados en buscar el mayor beneficio de la infraestructura eléctrica. Para ello se propone la valoración de beneficios sobre características como confiabilidad y flexibilidad del sistema.

Los beneficios técnicos para monetizar son dos:

- Aumento de confiabilidad
- Mejora en la flexibilidad

5.6.2.1 Aumento en la confiabilidad

La filosofía de este indicador es lograr la valoración de la energía firme que aportaría la planta o proyecto a la demanda, valorada a un precio que represente para la demanda el valor que tendría que pagar en caso de no llegar a disponer de energía antes de llegar al precio de activación del mecanismo de cargo por confiabilidad. Para ellos se propone la siguiente formulación:

$$BeneficioConf = VPN \left[\sum_{t=1}^n ENFICC * (CR1 - PEa) * P\% \right]$$

Donde:

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

ENFICC: energía firme del proyecto estimada por la UPME de acuerdo con la siguiente tabla⁹:

Tabla 5-4 Estimación ENFICC por tecnología

Tecnología	Valor para afectar la Energía media
Solar FV	15%
Eólico Onshore	6%
Eólico Offshore	6%
Biomasa y Residuos	83%
Geotérmica	70%
PCH	15%
Térmica - Ciclo abierto	83%
Térmica - Ciclo combinado	83%
Térmica a vapor	83%
Térmica – diésel	83%
Hidráulica	31 ¹⁰ %
Cogeneración	83%
Hidráulicas filo de agua	19%

⁹ La estimación de la ENFICC presentada se realizó utilizando las ENFICC reportadas por los agentes a XM para 2021 del “Reporte Parámetros y ENFICC Verificada - Verificación Anual 2021”. Se estimó el porcentaje de ENFICC con respecto a la capacidad instalada y se realizó un promedio por tecnología. Para el caso de las centrales eólicas se tomó el valor establecido por resolución.

CR1: Costos incremental de racionamiento del primer escalón del último mes disponible (kWh)

PEa: Precio de escasez de activación al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a presentar la solicitud de conexión.

P%: Probabilidad de tener una baja hidrológica, usado por la UPME en el último Plan de Expansión. 19%. Este valor será publicado por UPME como base para los cálculos.

5.6.2.2 Beneficio por mejora en flexibilidad

Flexibilidad es la habilidad que tiene el sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación-demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo¹¹.

De acuerdo con un estudio elaborado por XM llamado *Análisis de flexibilidad del SIN Escenarios de operación 2021-2022 y 2024-2025* se tienen varias clases de flexibilidad así:

Necesidad de potencia, energía, voltaje y capacidad de transporte

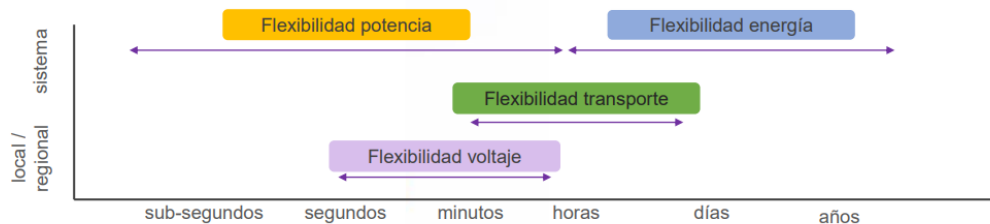


Figura 5-5 Tipos de flexibilidad
Fuente: XM

- **Flexibilidad por energía:** Asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo: almacenamiento, combustibles, mantenimientos
- **Flexibilidad por potencia:** Mantener el balance generación – demanda garantizando estabilidad de frecuencia: Control de potencia activa, reservas, demanda, rampas.
- **Flexibilidad por capacidad de transporte:** Habilidad para transportar energía manteniendo la seguridad: congestiones, n-1, estabilidad, esquemas de protección

¹¹ Fuente: Presentación XM Reunión semanal Gerencia Tecnología 10 febrero 2020

- **Flexibilidad por voltaje:** Habilidad de proveer potencia reactiva para mantener los niveles de tensión: FACTS, taps, reactiva.

Para el caso de análisis de beneficios, dada la temporalidad y objetivo, se optó por usar la metodología de **flexibilidad por potencia** que busca asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo y específicamente en relación con las reservas de AGC que es donde se prevén impactos importantes por la entrada de fuentes no convencionales de energía. El resultado de este análisis, bajos los supuestos y metodología de XM muestra en la siguiente figura:



Figura 5-6 Variación en las reservas de AGC – entrada FNCER
Fuente: XM

Es decir que se observa un aumento en la reserva de 480 MW a 580MW y hasta 800 MW, en los periodos de media y alta demanda, asumiendo paso del 0.1% al 18% de participación de FNCER a 2030.

Entendiendo entonces que la flexibilidad por energía podrá verse reflejada en el aumento de las necesidades de AGC a futuro por la entrada de fuentes no convencionales de energía, se propone entonces la siguiente valoración de los beneficios de flexibilidad de cada proyecto que solicite capacidad de conexión como:

$$BeneficioFlexibilidad = VPN \left[\sum_{k=0}^n * (EMA) * Flex\% * CEE \right]$$

Donde:

EMA: Energía Media Anual estimada como:

$$EMA_n = Capacidad (kW) * 8760 * Factor de Planta$$

FLEX: Índice de flexibilidad construido a partir de la información de IRENA¹² en el documento FLEXIBILITY IN CONVENTIONAL POWER PLANTS INNOVATION LANDSCAPE BRIEF de 2019, y calculado como:

$$flex_i = \frac{0.5 [P_i^{\max} - P_i^{\min}] + 0.5 [Ramp_i \Delta t]}{P_i^{\max}}; \forall i \in sistema$$

Formulación propuesta por el Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

En aras de incluir parámetros adicionales para la medida de flexibilidad se propone realizar el siguiente ajuste sobre la formulación mencionada como referencia:

$$Iflex = \frac{0.4*(Pmax-Pmin)+0.4*(Ramp\Delta t)}{Pmax} + 0.2*(1 - \frac{Tarranque}{60})$$

Para su aplicación se propone tomar los datos de las referencias de tecnologías pos-flexibilization, del reporte de IRENA o un referente similar, bajo el entendido que los inversionistas busquen que sus proyectos se puedan adaptar de la mejor manera a las necesidades de sus mercados eléctricos que vienen incorporando generación intermitente de manera clara y definida.

La variable Tarranque se toma como el mayor valor de referencia en tiempo de arranque de la tecnología acotando este valor a 60 minutos para aquellos casos en los cuáles el tiempo de referencia es mayor a esta unidad de tiempo.

Para las plantas solares y eólicas el factor de flexibilidad será cero debido a que esta condición estaría asociada a la inclusión y potencia de baterías, más que a la potencia misma de la central. Es en este sentido, se podría incluir un índice de flexibilidad asociado a la capacidad de las baterías, más que a la capacidad de la planta, sin embargo, antes se debe resolver si el concepto de conexión debería estar condicionado o no la instalación de la batería propuesta.

12

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1

Para tecnologías como la hidráulica se debe tomar otras fuentes o estudios recientes sobre determinar su flexibilidad.

Tabla 5-5 Factor Flex propuesto

Tecnología	Flex
Solar FV	0
Eólico Onshore	0
Eólico Offshore	0
Biomasa y Residuos	0,25
Geotérmica	0,25
PCH	0,61
Térmica - Ciclo abierto	0,40
Térmica - Ciclo combinado	0,27
Térmica a vapor	0,25
Hidráulica	0,61
Cogeneración	0,25
Motores	0.95

Para el cálculo se propone tomar el escenario más conservador para estos parámetros de cálculo el mayor valor de potencia mínima y la menor tasa de rampa, tomando las tecnologías post flexibilización de las referencias antes mencionadas. Esta información será publicada por la UPME como información base para los estudios.

CEE: El Costo Equivalente de Energía calculado por el CND por mandato de la CREG, se ejecuta cada mes y sirve para valorar la energía de los generadores. Se propone usar el valor promedio del año inmediatamente anterior a la estimación de los beneficios por parte de la UPME.

5.6.3 Beneficios temporales - Estado de los trámites ambientales

El enfoque de la incorporación del estado de los trámites ambientales de la planta generadora al momento de solicitar la conexión se rige por el principio de pérdida de beneficio. Lo anterior entendiendo la relevancia que tiene para la implementación de un proyecto este tema. Es decir, los beneficios hasta ahora estimados pueden llegar a verse disminuidos por la demora en la consecución de la licencia o permisos ambientales que afectan el inicio y puesta en operación de los proyectos de generación. De acuerdo con el avance de los trámites ambientales se puede llegar a condicionar incluso la realización o la materialización del proyecto. En este sentido esta monetización indirecta del estado de los trámites ambientales permite asociar incluso un riesgo en la fecha de ingreso y/o en la realización del proyecto de generación.

Ahora bien, en la medida que la entrada del proyecto sea en un tiempo mayor al que toman los trámites ambientales, el riesgo de cambio en la fecha de entrada es menor y por ello se propone la incorporación de un indicador del posible impacto de la componente ambiental según la distancia con la fecha de entrada esperada (FPO).

Con base en lo anterior, se propone estimar una pérdida de valor en los beneficios del proyecto así:

$$PBTA = (BRes + BPB + BPerd + BConf + BFlex + BEm) * (1 - P) * Et$$

Donde:

BRes: beneficio por restricciones, que podrá ser negativo o positivo de acuerdo con la tecnología del proyecto

BPB: entendido como el beneficio por posible efecto económico por la reducción en los precios de bolsa

BPerd: es el beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía, y podrá ser negativo en la medida en que las pérdidas del sistema aumenten por la implementación del proyecto.

BConf: que es la monetización del beneficio por aumento en la confiabilidad

BFlex: calculado como el beneficio económico por el aporte en la flexibilidad del sistema, el cual puede llegar a ser cero dependiendo de la tecnología asociada

BEmi: costo estimado en dinero por la producción de emisiones de CO2 probable

P: Puntos asociado a la siguiente tabla:

Tabla 5-6 Criterios ambientales y puntajes otorgados

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

Criterio		Proyectos que requieren Licencia	Proyectos que no requiere licencia
1	PROCEDENCIA O NO DE LA CONSULTA PREVIA - Archivo PDF con Resolución Mininterior en la que se indica si procede o no la consulta previa ¹³ .	0.1	0.4
2	CONSULTA PREVIA EN CASO DE QUE PROCEDA Agotamiento del desarrollo de la Consulta Previa – Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades ¹⁴ .	0.3	
3	GESTIÓN AMBIENTAL		
EIA	Estudio de Impacto Ambiental en evaluación EIA. Auto de inicio de evaluación/ o en los casos que no requiere licencia la radicación de la solicitud de los permisos que requiere el proyecto ¹⁵	0.1	0,1
LA	Licencia Ambiental obtenida – LA o para los que no requieren licencia tener auto de otorgamiento de los permisos necesarios para el proyecto ¹⁶	0.4	0,4
PA	Plan Arqueológico Aprobado	0.1	0.1

Et: es la que representa el impacto en el tiempo de la estimación de la pérdida de beneficio, así:

¹³ Resolución de Mininterior Sobre la procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas para proyectos, obras o actividades. Se usará la información con la que cuente el agente al momento de la solicitud.

¹⁴ Acta de reunión de consulta previa. Donde se evidencie la protocolización de los acuerdos con las comunidades en consulta.

¹⁵ Auto de Inicio del trámite de evaluación de la solicitud de licenciamiento ambiental. Radicado ante la autoridad ambiental competente de la solicitud de permisos ambientales

¹⁶ Acto administrativo de otorgamiento de los permisos ambientales

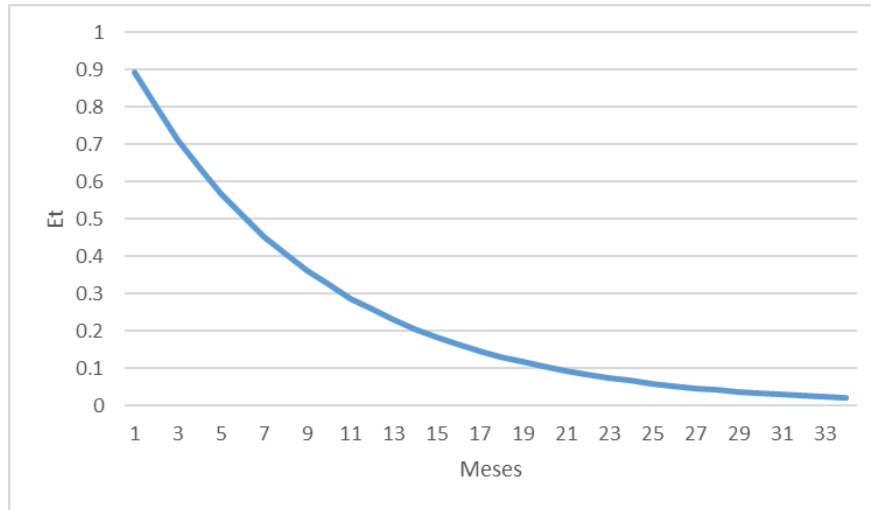


Figura 5-7 Grafica de Et

La ecuación es:

$$Et = (1 + 12\%)^{FPOM}$$

Donde:

FPOM equivale al número de meses desde el momento de análisis establecido por la UPME y la FPO.

Se usa el 12% como el valor o tasa social de descuento. Con esta variable se propone medir la afectación del estado de los tramites ambientales con el tiempo de entrada en operación de los proyectos.

5.7 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO MACC:

Como se mencionó anteriormente, el modelo MACC es un modelo lineal basado en programación entera mixta. Cada proyecto de generación a ser analizado será representado por una variable binaria que determinará si el proyecto fue asignado o no. Se aclara que, de acuerdo con las características de los estudios de conexión, cada proyecto podrá solicitar conexión en barras alternativas. Esto significa que en estos casos el proyecto será representado por dos diferentes variables binarias excluyentes. Esta cantidad de alternativas no estará limitada.

Los resultados del modelo deben ser validados posteriormente por los analistas eléctricos. De encontrarse alguna violación en el sistema, se deberá retirar el proyecto con menor calificación y volver a realizar el análisis.

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

6 MANUAL DE USO DEL MODELO

6.1 MÓDULO DE CÁLCULO DE BENEFICIOS

El módulo de cálculo de beneficios es una herramienta utilizada para ingresar los proyectos en análisis a través de un formulario, y cuyo resultado final es el cálculo de los beneficios individuales de cada uno de los proyectos; información de entrada del modelo MACC.

La herramienta fue elaborada en Microsoft Excel 2016 y utiliza macros basados en lenguaje de programación Visual Basic.

A continuación, se describen cada una de las pestañas que componen la herramienta.

6.1.1 Formulario

En la pestaña “General” se encuentra el formulario de ingreso de proyectos. En este formulario se registran las características propias del proyecto. Esta información debe ser consultada directamente en los estudios de conexión.

En la Figura 6-1 se presenta una imagen del formulario y de la información solicitada para cada proyecto. Esta es la mínima información requerida de parte de un proyecto para hacer el cálculo de los beneficios presentados en el numeral 5.5. En caso de requerir evaluar más de una alternativa por proyecto, cada alternativa debe ingresarse como un registro nuevo.

Figura 6-1 Hoja de entrada de datos

A continuación, se presenta en detalle cada uno de los parámetros que conforman el formulario:

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

- Código: Valor utilizado para diferenciar el proyecto.
- Nombre: Nombre del proyecto
- Fecha Radicación: Fecha en la cual fue radicada la solicitud de conexión.
- Hora de Radicación: Hora en la cual fue radicada la solicitud de conexión.
- Capacidad (MW): Capacidad en MW solicitada por el proyecto.
- Tecnología: Tipo de proyecto que depende de su recurso primario y tecnología.
- Barra1: Punto de conexión solicitado por el proyecto.
- Código Asociado: Valor utilizado para asociar las diferentes alternativas del proyecto. Se debe referenciar el valor *Código* utilizado para la alternativa inicial. Se propone adicionar al valor asignado en *Código* un guión seguido del número de la alternativa, así por ejemplo 10-1 que indicaría que se está parametrizando la alternativa 1 del proyecto código 10.
- FPO: Fecha de Entrada en Operación solicitada por el proyecto.
- Combustible Principal [Lista Desplegable]: Recurso primario del proyecto. Utilizado para el cálculo de los beneficios por reducción de emisiones.
- Obligaciones [SI/NO]: Notificar si el proyecto tiene algún tipo de obligación de entrar al sistema, por ejemplo, se le fue adjudicado en la subasta de cargo por confiabilidad.
- Requiere expansión [SI/NO]: Notificar si fue identificada una expansión por parte del promotor del proyecto para su adecuada conexión a la red.
- Área Eléctrica [Lista Desplegable]: Área eléctrica a la cual pertenece el punto de conexión solicitado dentro del Sistema Interconectado Nacional-SIN.
- Consulta Previa [Lista Desplegable]: Estado de avance de la consulta previa.
- Gestión Ambiental [Lista Desplegable]: Estado de avance de la gestión ambiental.
- Permiso arqueológico [Lista Desplegable]: Estado de avance del permiso arqueológico.
- Costo Activos de Uso (\$COP): Valor en pesos de los Activos de Uso requeridos para conectar el proyecto en caso de que se requiera expansión:
- Delta pérdidas (GWh-año): Aumento o disminución de pérdidas en energía anuales tras la entrada del proyecto.
- Reducción Marginal VPN (\$COP): Valor Presente Neto de la reducción del precio de bolsa asociado a la conexión del proyecto.

Cuando el formulario se encuentre completo, se debe dar clic en “Ingresar Datos”, lo cual enviará toda la información a la pestaña “InfoPro”. Toda la información es almacenada en una tabla, en la cual cada fila representa un registro y cada registro representa un proyecto único. Eventualmente esta información puede ser almacenada en una base de datos destinada para tal fin.

Algunos de los valores mencionados anteriormente tienen validación de celda, lo cual significa que de acuerdo con el tipo de información esperada existe una validación para

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com

ayudar al usuario a no ingresar información errada. Estas validaciones pueden ser modificadas a través de las herramientas de validación de celdas de Excel.

6.1.2 Factores, listas y límites

En la pestaña “Tablas” se encuentra el compendio de todos los factores, valores dentro de listas desplegables y límites establecidos para el cálculo de los beneficios. Dentro de estos se encuentran los siguientes:

- Factor de Planta por Tecnología
- Factor de Flexibilidad por Tecnología
- Factor de ENFICC por Tecnología
- Áreas Eléctricas
- Fecha Inicial y Final del periodo de análisis
- Listas desplegables relacionadas con el avance de la Gestión Ambiental, Consulta Previa y Permiso Arqueológico.

Todos los valores presentados en la pestaña “Tablas” están sujetos a validación y pueden ser modificados a conveniencia del usuario.

6.1.3 Cálculo de Beneficios

En las pestañas “IT-TA”, “EC-RE”, “EC-RP”, “EC-Per”, “EC-Mar”, “BT-Flex” y “BT-Confi”, se calculan los beneficios presentados en el numeral 5.5; el detalle del cálculo puede ser consultado en dicho numeral. En cada pestaña se presenta el cálculo de un determinado beneficio relacionado de la siguiente manera:

- | | | |
|-------------|--------------------|--------------------------------|
| • IT-TA: | Criterio Ambiental | Avance en Tramites Ambientales |
| • EC-RE: | Criterio Económico | Reducción de Emisiones |
| • EC-RP: | Criterio Económico | Reducción de Restricciones |
| • EC-Per: | Criterio Económico | Reducción de Pérdidas |
| • EC-Mar: | Criterio Económico | Reducción de Precio de Bolsa |
| • BT-Flex: | Beneficio Técnico. | Mejora en Flexibilidad |
| • BT-Confi: | Beneficio Técnico. | Aumento en Confiabilidad. |

Para el cálculo de los beneficios económicos, existen valores que pueden ser actualizados por el usuario. Estos valores están relacionados en numeral 5.5 Dentro del documento Excel se presentan de la siguiente manera.

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2		Precio promedio de bolsa	162,532	\$/MWh			
3		Tasa de descuento	11.8%			Año de Referencia	2023
4		Costo emisiones Ton	80.2	USD/Ton			
5		TRM	3600				

Figura 6-2 Parámetros económicos

Por estabilidad del Modelo MACC los nombres de los beneficios no deben ser modificados.

6.1.4 Resultados

En la pestaña “Resumen” se presenta el resultado del cálculo de cada beneficio para cada uno de los proyectos ingresados y su ponderación final. Este cálculo se hace de manera automática al momento de ingresar un nuevo registro (Pestaña “General”). En la Figura 6-3 se presenta un ejemplo de la presentación de los resultados.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O		
1			Año Base	2023				Pesos									
2								0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2				
3		Codigo	Codigo Asociado	Nombre	Capacidad	Fecha Radicación	Hora Radicación	Requiere Expansión	IT_TA	BT_Confiri	BT_Flex	EC_RE	EC_RP	EC_Per	EC_Mar	Valoracion final	
4	1		Gen 1	100	1/01/2022	12:00:00 a. m.	SI	0.00	1,091,970.86	-185,328.46	-184,567.67	1,088,884.11	-185,805.11	414,757.14		317,317.93	
5	2	1	Gen 1 A2	100	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	0.00	1,128,656.48	-13,829.50	-13,149.01	1,125,895.52	-13,751.74	586,256.10		448,532.87	
6	3		Gen 2	60	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	13.39	1,269,131.31	-8,168.01	-7,407.23	1,266,044.55	-7,773.60	2,712,454.32		906,455.12	
7	4	3	Gen 2 A2	60	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	13.39	1,269,131.31	-8,168.01	744.00	1,266,044.55	-7,798.77	2,712,454.32		908,058.56	
8	5		Gen 3	19.9	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	60.00	1,403,104.20	-24,916.44	-24,065.88	1,399,653.21	-24,858.61	3,018,199.14		950,908.09	
9	6	5	Gen 3 A2	19.9	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	60.00	1,403,104.20	-24,916.44	-24,065.88	1,399,653.21	-24,858.61	3,018,199.14		950,908.09	
10	7		Gen 4	19.9	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	30.00	1,420,787.43	-7,233.22	-6,382.66	1,417,336.43	-6,901.31	1,678,822.56		735,192.51	
11	8	7	Gen 4 A2	19.9	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	30.00	1,404,557.03	-23,463.61	-22,613.05	1,401,106.04	-23,131.07	1,662,592.17		719,449.15	
12	9		Gen 5	9.9	1/01/2022	12:00:00 p. m.	NO	45.00	1,287,313.57	-140,707.07	-139,856.51	1,283,862.58	-140,810.68	4,791,515.15		1,216,290.63	

Figura 6-3 Resultados

Adicionalmente, en la parte superior de la tabla mostrada en la Figura 6-3, se deben ajustar los pesos para cada uno de los beneficios. Estos pesos fueron explicados en detalle el capítulo 5. **Por estabilidad del Modelo MACC los nombres de los beneficios no deben ser modificados.**

Al igual que los valores presentados en la pestaña “Tablas”, los pesos están sujetos a validación y pueden ser modificados a conveniencia del usuario.

T +1 954 282 6333
F +1 954 926 0058

7551 Wiles Rd. Suite 203
Coral Springs, FL 33067

T +57 1 6210 211
F +57 1 6210 211

Calle 82 No. 19A-14
Bogotá, Colombia

www.usaene.com